7

APLICACIÓN DE CAPACITORES EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

7.1 INTRODUCCIÓN

La aplicación de capacitores a los sistemas eléctricos de potencia puede producir varios efectos deseables, como: mejorar la regulación de voltaje, la corrección del factor de potencia, la reducción de pérdidas en las líneas y la recuperación de potencia en las instalaciones.

Los capacitores se utilizan usualmente en un sistema de potencia en conexión trifásica, aún cuando las unidades monofásicas pueden estar conectadas en forma trifásica formando bancos, se pueden instalar en las instalaciones de los clientes, o bien en las de la compañía suministradora.

La función primaria de los capacitores es suministrar potencia reactiva al sistema de potencia, como resultado, los capacitores alimentan una porción de la potencia reactiva requerida por las cargas con factor de potencia atrasado y con una reducción en la corriente de línea, también una reducción en las pérdidas RI^2.

7

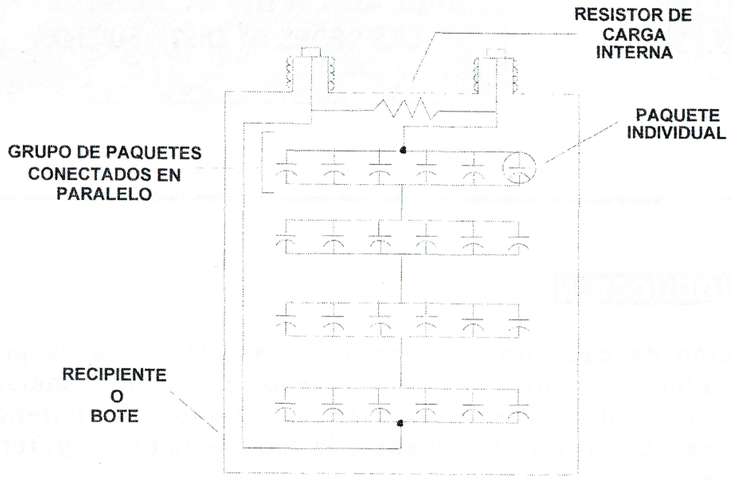
APLICACIÓN DE CAPACITORES EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

7.1 INTRODUCCIÓN

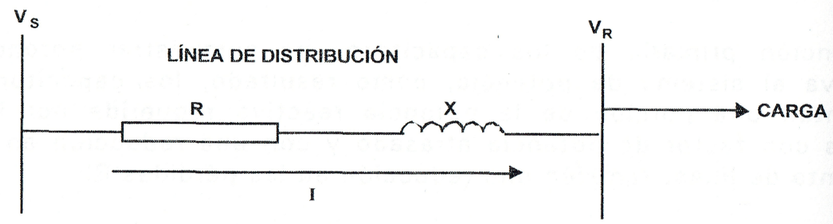
La aplicación de capacitores a los sistemas eléctricos de potencia puede producir varios efectos deseables, como: mejorar la regulación de voltaje, la corrección del factor de potencia, la reducción de pérdidas en las líneas y la recuperación de potencia en las instalaciones.

Los capacitores se utilizan usualmente en un sistema de potencia en conexión trifásica, aún cuando las unidades monofásicas pueden estar conectadas en forma trifásica formando bancos, se pueden instalar en las instalaciones de los clientes, o bien en las de la compañía suministradora.

La función primaria de los capacitores es suministrar potencia reactiva al sistema de potencia, como resultado, los capacitores alimentan una porción de la potencia reactiva requerida por las cargas con factor de potencia atrasado y con una reducción en la corriente de línea, también una reducción en las pérdidas RI^2.



DISEÑO TÍPICO DE UN BANCO DE CAPACITORES

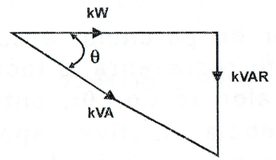


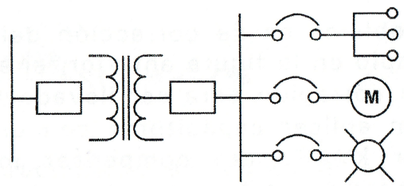
CAÍDA DE VOLTAJE EN UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN

7.2 APLICACIÓN DE LOS CAPACITORES EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

En los sistemas de distribución, el mayor porcentaje de cargas corresponden a usuarios residenciales y comerciales, teniéndose algunas industrias relativamente pequeñas. De estos sistemas también se alimenta a las cargas para servicios públicos (alumbrado de calles, parques y jardines, así como los diferentes sistemas de transporte eléctrico del metro); debido a esta diversidad de cargas, se pueden tener problemas (un factor de potencia bajo, por l o que en algunos casos se puede tener también problemas de voltaje, bajo las distintas condiciones de carga del sistema).

Por razones de economía, en el despacho de potencia activa en los sistemas de distribución se impone un requisito de mínimo factor de potencia aceptable, ya que las empresas eléctricas sólo facturan potencia activa, y en condiciones de bajo factor de potencia, se tienen que entregar potencia reactiva, lo cual reduce la facturación.



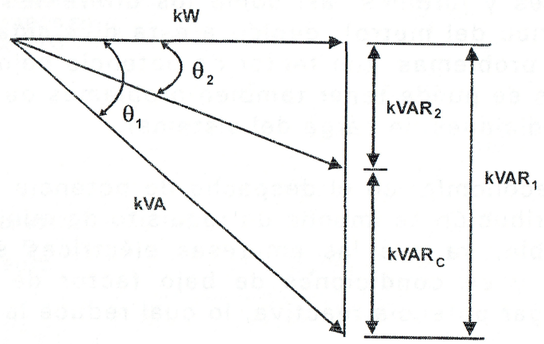


Trabajando a plena carga, la potencia reactiva entregada con Cos = 0.8 (-) es:

$$kW = kVA \cos\theta = 1000 \times 0.8 = 800\ kW$$

Esto es, que la diferencia se maneja como potencia reactiva y no se factura, lo cual va en contra de la empresa suministradora. Es por esta razón, que en otras técnicas se exige al usuario final un factor de potencia mínimo, que en el caso de México es 0.9 (-). El no cumplimiento de este factor de potencia implica una sanción para el usuario.

Aún cuando se cumpla con esta restricción para los usuarios, debido a problemas relacionados con sobreexcitación de los transformadores, caídas de tensión excesivas y variaciones en los tipos de carga entre las demandas media, mínima y máxima en la red de factor de potencia o de déficit de potencia reactiva, es necesario que se apliquen bancos de capacitores para la solución de estos casos.



Si el problema es de corrección del factor de potencia, entonces, por ejemplo en la figura anterior, si el Cos θ_1 representa el factor de potencia corregido para ser llevado a un valor de Cos θ_2, entonces se deben aplicar capacitores con una potencia reactiva capacitiva de valor kVAR para compensar los efectos de bajo factor de potencia inductiva en este caso.

Ejemplo

En una carga de 100 kVA, el factor de potencia se reduce de 0.85 a 0.65 ¿Qué porcentaje de cambio se da en los kVAR?

Solución

$100\,kVA \text{ a } Cos\,\theta = 0.85$

$\text{baja a } Cos\,\theta_2 = 0.65$

$Cos\,\theta_1 = 0.85 \Rightarrow \theta_1 \Rightarrow 32°$

$kW_1 = 100 \times 0.85 = 85\,kW$

$kVAR = 100\,Sen\,32° = 53\,kVAR$

$Cos\,\theta_2 = 0.65\,;\ \theta_2 = 49.5°$

$kW_1 = 100 \times 0.85 = 85\,kW$

$kVAR_2 = 100 \times Sen\,49.5° = 76\,kVAR$

El porcentaje de decremento en el factor de potencia:

$$\%\ de\ decremento = \frac{F.P\ original - F.P.\ reducido}{F.P.\ original} \times 100$$

$$\%\ de\ decremento = \frac{0.85 - 0.65}{0.85} \times 100 = 23.5\,\%$$

Al decrementarse el factor de potencia, la demanda de los kVAR aumenta en un porcentaje:

$$\%\ de\ incremento = \frac{kVAR_2 - kVAR_1}{kVAR_2} \times 100 = 43.4\,\%$$

Es decir que, el porcentaje de crecimiento en los kVAR es casi el doble del porcentaje del decremento del factor de potencia.

Ejemplo

Que capacidad de kVAR de capacitores se necesitan para cambiar el factor de potencia de 0.80 a 0.85, en una carga de 100 kVA.

Solución

Para Cos θ = 0.80 , θ = 37.6 , θ = 0.6

$kW_1 = 100 \times 0.8 = 80\ kW$

$kVAR_1 = 100 \times 0.6 = 60\ kVAR$

Para $\text{Cos}\ \theta_2 = 0.85$, $\theta = 32°$

$kW_2 = 100 \times 0.85 = 85\ kW$

$kVAR_2 = 100 \times \text{Sen}\ 32° = 53\ kVAR$

Los $kVAR_C = 60 - 53 = 7\ kVAR$

con $\text{Cos}\ \theta = 0.80$

$kW = 80$

con $\text{Cos}\ \theta = 0.85$

$kW = 85$

Es decir que, incorporando 7 kVAR capacitivo, se gana **5 kW.**

Para fines de manejo de los flujos de potencia en las redes de distribución, que van encaminados también a la determinación de los voltajes nodales relacionados con la potencia reactiva, la potencia aparente se puede expresar como:

$$S = P + j\,Q = VI\ \text{Cos}\ \theta + j\ VI\ \text{Sen}\ \theta$$

La potencia aparente es el valor absoluto de **S** y también se puede expresar como:

$$S = VI^* = V\left(\frac{V}{Z}\right)^* = \frac{VV^*}{Z^*} = \frac{|V^2|^*}{Z^*}$$

7.3 CAPACITORES EN PARALELO

POTENCIA ACTIVA:

Los diferentes dispositivos eléctricos convierten energía eléctrica en otras formas de energía, tales como: mecánica, lumínica, térmica, química, etcétera.

Esta energía corresponde a una energía útil o potencia activa, o simplemente potencia, similar a la energía consumida por una resistencia.

Esta potencia puede ser expresada en watt (W).

POTENCIA REACTIVA:

Los motores, transformadores y en general todos los dispositivos eléctricos que hacen uso del efecto de un campo electromagnético, requieren potencia activa para efectuar un trabajo útil, mientras que la potencia reactiva es utilizada para la generación del campo magnético.

Esta potencia reactiva corresponde a la potencia reactiva estando 90° desfasada de la potencia activa.

Esta potencia es expresada en volts - amperes reactivos (VAR).

POTENCIA APARENTE:

El producto de la corriente y el voltaje es llamado potencia aparente, es también la resultante de la suma de los vectores gráficos de la potencia activa y la potencia reactiva.

REPRESENTACIÓN GRÁFICA

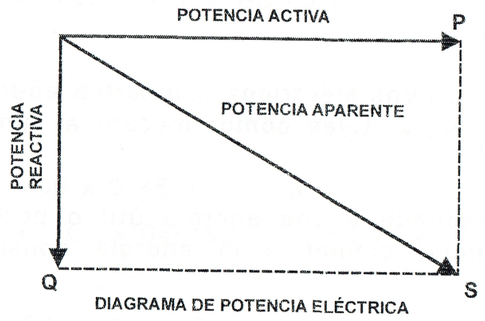


DIAGRAMA DE POTENCIA ELÉCTRICA

El ángulo entre las potencias activa y aparente es denotado por la letra φ. Tenemos que:

Potencia Activa = Potencia Aparente * Cos φ

$P = S \cos \varphi$

El valor del Cos φ es llamado Factor de Potencia, éste puede ser expresado como una función de las potencias activa y reactiva. De lo cual:

$$S^2 = P^2 + Q^2$$

$$\cos \varphi = F.P. = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}$$

Esta fórmula muestra que el factor de potencia puede ser considerado en su valor relativo, como un valor característico de la potencia reactiva consumida.

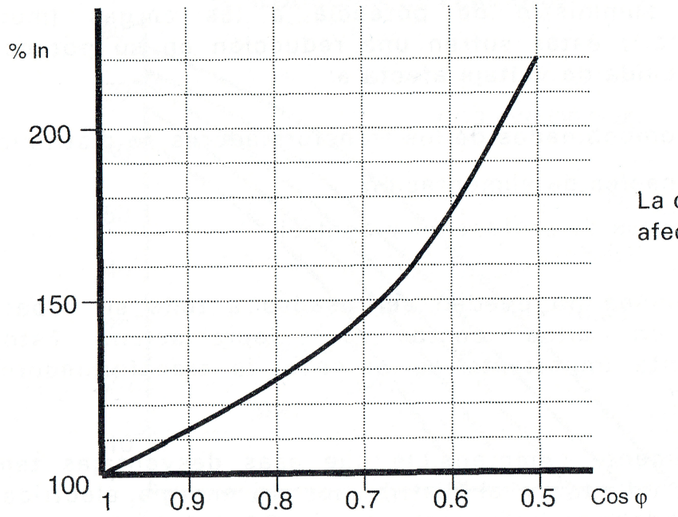
NOTA: Además de Cos φ la tangente del ángulo φ es también usada:

$\tan \varphi = Q / P$

DIAGRAMA DE CORRIENTE

Una carga que consuma la mayor potencia reactiva y el factor de potencia más bajo es el fenómeno eléctrico que puede suceder en condiciones estables. Para una potencia consumida constante, el factor de potencia más bajo, la potencia aparente será más alta y así también más alta la cantidad de corriente de la red. Con un factor de potencia igual a 0.5, la cantidad de corriente por la carga será dos veces la corriente útil. Con un factor de potencia igual a 0.9, la cantidad de corriente será 10 % más alta que la corriente útil.

Para una potencia constante, la cantidad de corriente de la red se incrementará. En la medida que el factor de potencia disminuya, significa que los transformadores y cables de distribución estarán sobrecargados y que las pérdidas en ellos se incrementarán (en proporción al cuadrado de la corriente). Esto, por supuesto, es real en todos los puntos de la red (del lado alto y del bajo voltaje).



La corriente nominal es afectada por el Cos φ

PROBLEMAS CON UN FACTOR DE POTENCIA BAJO

Hemos visto la considerable influencia que el factor de potencia tiene sobre el valor de la corriente demandada en el sistema.

Este punto en que aumenta la corriente ocasionará muchas desventajas para el usuario industrial, todo lo cual tiene repercusiones financieras. Esas costosas desventajas pueden situarse en 4 categorías; las cuales se verán en detalle más adelante:

- Aumentan las pérdidas por efecto Joule, las cuales son una función del cuadrado de la corriente, por ejemplo.
  - ➢ Los cables entre el medidor y el usuario.
  - ➢ Los embobinados de los transformadores de distribución.
  - ➢ Dispositivos de operación y protección.

- Un aumento en la caída de voltaje, da como resultado un insuficiente suministro de potencia a las cargas (motores, lámparas, etc.); éstas sufren una reducción en su potencia de salida, esta caída de voltaje afecta a:
  - ➢ Los embobinados de los transformadores de distribución.
  - ➢ Los cables de alimentación
  - ➢ Sistemas de protección y control.

- Las instalaciones no pueden ser usadas a toda su capacidad, resultando en altos costos de depreciación. Esto es particularmente importante en el caso de transformadores de distribución.

- Es completamente comprensible que esas desventajas también afectan al productor y al distribuidor de energía eléctrica; sin embargo, él debe penalizar al usuario "malo" haciendo que él mismo pague más por su electricidad.

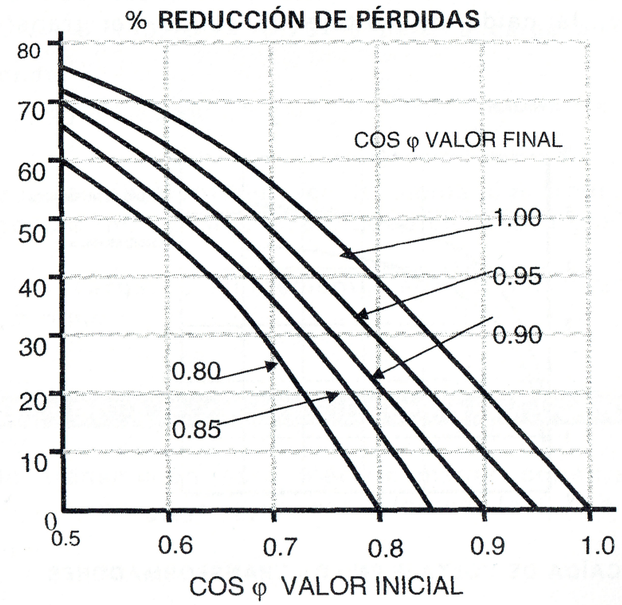
PÉRDIDAS EN LOS CABLES

Para la misma potencia activa transmitida, una mejora en el factor de potencia significa una reducción en la corriente principal.

Para un cable dado, las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente. Para mejorar el factor de potencia de un valor inicial Cos φ_1 a un valor de Cos φ_2, las pérdidas I^2R en watts pueden ser reducidas por un factor:

$$K = \left[1 - \left(\frac{\text{Cos}\varphi_1}{\text{Cos}\varphi_2}\right)^2\right] \times 100 \text{ en } \%$$

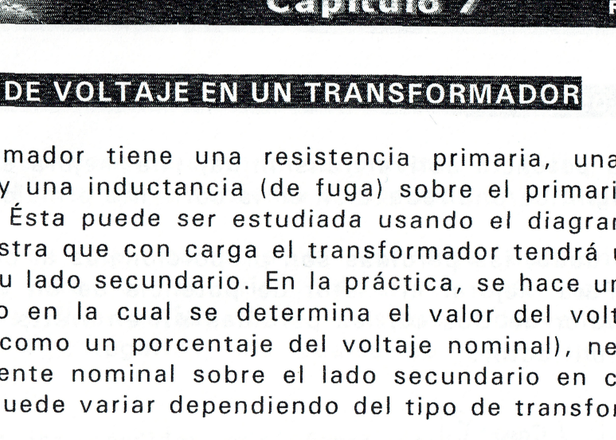
Vemos que una mejora del Cos φ de 0.6 a 0.8 reduce las pérdidas en 44% y una mejora de 0.6 a 1.00 resultará en una reducción del 64%. Aunque esos factores sean bien conocidos, poca atención es dada para las posibles mejorías en economía.



7.4 CAÍDA DE VOLTAJE EN UN TRANSFORMADOR

Un transformador tiene una resistencia primaria, una resistencia secundaria y una inductancia (de fuga) sobre el primario y sobre el secundario. Ésta puede ser estudiada usando el diagrama de Kapp, el cual muestra que con carga el transformador tendrá una caída de voltaje en su lado secundario. En la práctica, se hace una prueba de cortocircuito en la cual se determina el valor del voltaje primario (expresado como un porcentaje del voltaje nominal), necesario para dar la corriente nominal sobre el lado secundario en cortocircuito. Este valor puede variar dependiendo del tipo de transformador entre 2 y 12 %.

Esto está generalmente alrededor del 5 y 7% para transformadores de distribución. El voltaje de cortocircuito es usado para determinar el valor relativo de la caída de voltaje resistivo (AVr) y la caída de voltaje inductivo (AVs). En la práctica, la caída de voltaje relativo (en %) es siempre más pequeña que el voltaje de cortocircuito. Esta caída de voltaje está directamente relacionada con la corriente. También varía, asumiendo corriente constante. Con el factor de potencia bajo, la caída de voltaje de salida del transformador se incrementará.



CAÍDA DE VOLTAJE EN LOS TRANSFORMADORES

Tenemos aproximadamente: $\Delta v = \Delta Vr \cos \varphi + \Delta Vs \operatorname{Sen} \varphi$

La gráfica anterior es dibujada para transformadores con pérdidas normales.

$$\Delta Vr = 1.5\ \% \ \& \ \Delta Vs = 5.3\% \ \ 25/0.38\ kV$$

Supongamos un transformador de 25 kV/380 V de 1000 kVA con un voltaje de cortocircuito de 5 %.

¿Cómo será el voltaje sin carga, si el transformador está conectado solamente con un capacitor de 150 kVAR?

Tenemos: Cos φ = 0 capacitivo, significa que Sen φ = -1

$$\Delta V = 5\% \text{ de la corriente nominal.}$$

Ejemplo

$\Delta V = 5 \times 0.15 = 0.75$ % para la carga mencionada, en donde:

$V = 380 \times 1.0075 = 383$ V.

Es de nuestro interés mantener, en la salida del transformador un factor de potencia tan cercano a la unidad como sea posible.

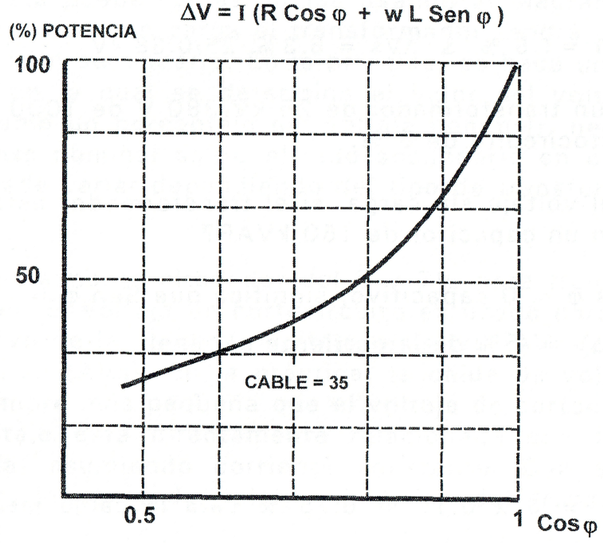
En el caso sin carga, el incremento en voltaje causado por él capacitor es mínimo.

7.5 CAIDA DE VOLTAJE Y CAPACIDAD MÁXIMA DE CABLES

Una línea de transmisión está eléctricamente construida de una resistencia y una inductancia en serie (cerca de 0.4 a 0.9 Hz por metro).

La caída de voltaje en tal línea de transmisión a través de la cual fluye una corriente con ángulo de fase φ, es dada en una primera aproximación por:

$$\Delta V = I\,(R\,\mathrm{Cos}\,\varphi + w\,L\,\mathrm{Sen}\,\varphi)$$



CAÍDA DE VOLTAJE EN CABLES

Para una red trifásica, en donde la caída de voltaje máxima permitida en n%, la potencia máxima que puede ser transmitida es:

$$P = \sqrt{3}VI\mathrm{Cos}\varphi$$

$$\Delta V = \frac{nV}{\sqrt{3}}$$

Lo cual da:

$$P = \frac{nV^2}{R + wL\tan\varphi}$$

En la práctica, el valor n está entre 5 y 10%.

Iniciando con Cos φ = 0.4, la capacidad de la línea aumenta casi linealmente hasta el valor Cos φ = 0.8, de ahí aumenta aún más rápidamente. Como puede notarse, la potencia transmitida para una caída de voltaje dada, puede ser doblada cuando mejoremos el Cos φ de 0.65 a 1.00

7.6 POTENCIA APARENTE LIBERADA EN EL TRANSFORMADOR

La potencia que puede ser liberada de un transformador está expresada en kVA, donde la potencia máxima corresponde en un voltaje dado a la corriente máxima.

Esta es la máxima potencia aparente que un transformador puede entregar. Pero el requerimiento es para potencia activa. Un transformador es entonces mucho mejor utilizado cuando el factor de potencia de la carga está cercano a la unidad.

La potencia aparente extra aprovechable, mientras se mantiene la misma potencia activa, puede ser expresada por:

$$kVA = kW\left(\frac{1}{\mathrm{Cos}\varphi_1} - \frac{1}{\mathrm{Cos}\varphi_2}\right)$$

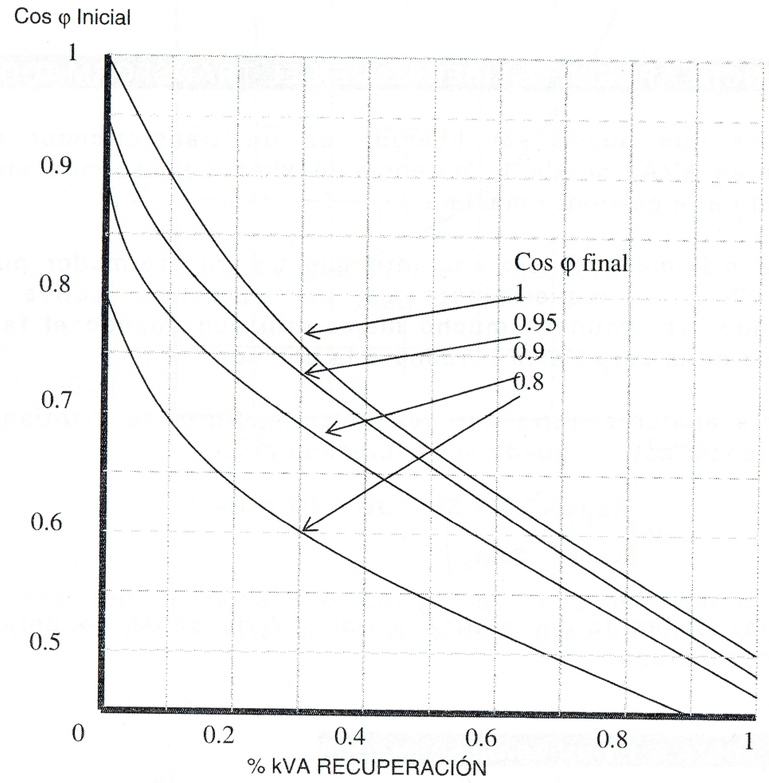
Lo cual nos da en forma gráfica y por kW de carga, la potencia aparente recuperada.

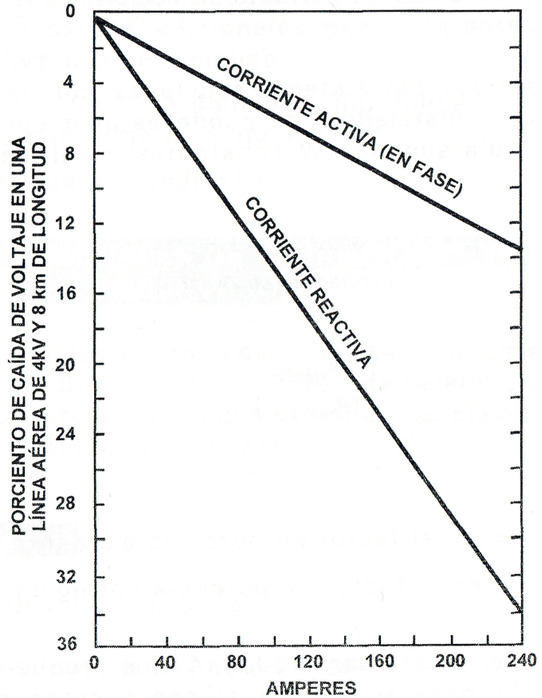
CAÍDA DE VOLTAJE EN UN TRANSFORMADOR

Un transformador de 400 kVA, con una carga de 200 kW con un factor de potencia Cos φ = 0.5, está cargando a su máximo. Si el factor de potencia puede ser mejorado a 0.8, otros 150 kVA serán aprovechables.

Y si el factor de potencia puede ser mejorado en otro paso hasta 1.00, otros 50 kVA se aprovechan. Esto muestra qué tan importante es mantener el factor de potencia en la salida del transformador tan cercano a la unidad como sea posible.

RECUPERACIÓN DE POTENCIA DE UN TRANSFORMADOR





CAÍDAS DE VOLTAJE COMPARATIVAS CAUSADAS POR CORRIENTE ACTIVA Y REACTIVA

7.7 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA DEL SISTEMA

En algunos sistemas de distribución y transmisión, puede lograrse una reducción significativa de las pérdidas mediante la instalación de capacitores, ésta puede reducir el flujo de corriente a través del sistema desde el punto de instalación del banco de capacitores hacia la generación. Debido a que las pérdidas de potencia son directamente proporcionales al cuadrado de la corriente, una reducción del flujo de corriente resulta en una reducción mucho mayor de las pérdidas de potencia.

Por esta razón, los capacitores se instalan a menudo tan cerca como sea posible de la carga.

La relación de pérdidas del sistema asociadas con la carga total, con y sin capacitores instalados, se puede estimar con la siguiente fórmula. Esta fórmula supone kW constantes y voltaje constate en la carga.

$$\text{relación de pérdidas} = \frac{\text{Pérdidas con capacitores}}{\text{Pérdidas sin capacitores}}$$

$$= \left(\frac{FP_{VIEJO}}{FP_{NUEVO}} \right)^2$$

Donde:

FP_{VIEJO} = es el factor de potencia existente

FP_{NUEVO} = es el factor de potencia corregido

Esta disminución en pérdidas reducirá los requerimientos de combustible para la generación que alimenta estas pérdidas, así como **los costos** del equipo del sistema para alimentar las pérdidas en períodos de carga pico.

REDUCCIÓN DE CARGOS EN FACTURACIÓN

Varias compañías utilizan algunas formas de facturar en kVA a los grandes usuarios (por ejemplo, compañías y usuarios industriales muy grandes), ya que la aplicación de los capacitores pueden provocar una reducción de las cargas en kVA, esto también propicia una disminución de los cargos en la facturación.

Los cargos en facturación por kVA pueden calcularse en diferentes formas, incluyendo las siguientes:

a. Un cargo fijo por cada kW, más otro por cada kVAR.

b. Un cierto cargo por cada kW con un FP determinado o más alto, con cargos adicionales por cada kVA en exceso, del requerido por un FP mínimo.

c. Un cargo por kW de demanda, multiplicado por un factor que aumenta conforme disminuye el FP.

d. Un cargo fijo por cada kVA pico.

7.8 VALORES NOMINALES DE CAPACITORES Y CONDICIONES DE SERVICIO

Los valores nominales y condiciones de servicio están especificados en la Norma IEEE Std. 181992. Para una referencia simplificada, a continuación se presentan algunos aspectos claves de los valores nominales y las condiciones de servicio.

VALORES NOMINALES

Valores nominales normalizados:

a. Voltaje, (rms) (entre terminales).

b. Clase de aislamiento terminal - carga (o tierra).

c. Potencia reactiva.

d. Número de fases.

e. Frecuencia.

CONDICIONES DE SERVICIO

CONDICIONES DE SERVICIO NORMALES

Los capacitores son adecuados para operar en un rango especificado cuando:

a. La temperatura ambiente está dentro de los límites especificados (los capacitores no pueden estar expuestos a los rayos directos del sol).

b. La altitud no debe exceder 1800 m sobre el nivel del mar.

c. El voltaje aplicado entre terminales no debe exceder el voltaje nominal en un valor mayor a la tolerancia especificada ± 5%.

d. El voltaje aplicado entre las terminales y la caja no debe exceder la clase de aislamiento especificada: clase de aislamiento = tensión de diseño de aislamiento = (tensión de diseño (clase de aislamiento)) / $\sqrt{3}$

e. El voltaje aplicado no debe contener armónicas mayores al 3 % sobre la fundamental.

f. La frecuencia nominal de operación debe ser igual a la frecuencia nominal del capacitor (se acepta una desviación de ± 0.1 Hz.).

TABLA 1
TEMPERATURA AMBIENTE MÁXIMA

ARREGLO DE MONTAJE	TEMPERATURA AMBIENTE °C	
	PROMEDIO EN 24 H*	NORMAL ANUAL ψ
Capacitor aislado	46	35
Una sola fila de capacitores	46	35
Filas e hileras de capacitores múltiples	40	25
Equipos alojados o encerrados en gabinetes metálicos	40	25

* El promedio aritmético de las lecturas horarias del día más cálido esperado en esa localización.

ψ Como se define en los informes de la oficina de clima.

CONDICIONES ANORMALES DE SERVICIO

Si se requiere que los capacitores operen bajo condiciones anormales, tales como las siguientes, se debe hacer del conocimiento del fabricante la aplicación específica:

a. Exposición a humos o vapores dañinos.

b. Exposición a polvos conductivos o explosivos.

c. Exposición a golpes o vibraciones mecánicas anormales, incluyendo sismos.

d. Exposición a superficies radiantes de calor (diferentes al sol), que están más calientes que los límites de temperatura ambiente para los capacitores.

e. Montaje y/o arreglo que evite la ventilación adecuada.

f. Operación a temperaturas ambientes fuera de la gama especificada.

g. Altitud mayor 1800 m sobre el nivel del mar.

h. Servicio momentáneo que excede los valores especificados.

i. Condiciones de servicio diferentes a las listadas.

7.9 APLICACIÓN DE CAPACITORES EN LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN

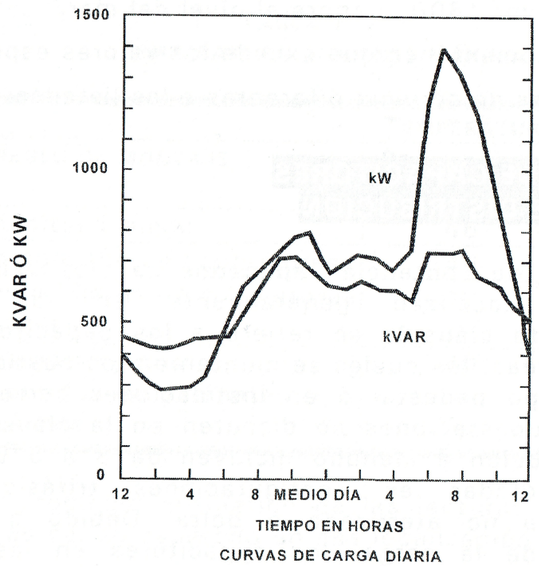
Los capacitores de potencia aplicados a los sistemas de distribución, se localizan generalmente en las líneas o subestaciones. Esta cláusula se refiere a los capacitores que se localizan en las líneas, los cuales se montan en los bastidores de los postes, bancos tipo pedestal o en instalaciones sumergibles (las aplicaciones en subestaciones se discuten en la cláusula 5). Los bancos de distribución a menudo incluyen de 3 a 9 unidades de capacitores conectadas en configuraciones trifásicas estrella aterrizada, estrella no aterrizada o delta. Debido a que están colocadas cerca de la carga, los capacitores en las líneas de distribución, representan uno de los medios más efectivos para suministrar los requerimientos de potencia reactiva, a la vez que

minimizan las pérdidas del sistema. Los bancos de capacitores, en este caso, pueden ser tanto fijos como desconectables; generalmente para determinar el tipo de banco requerido, se deben considerar los siguientes lineamientos:

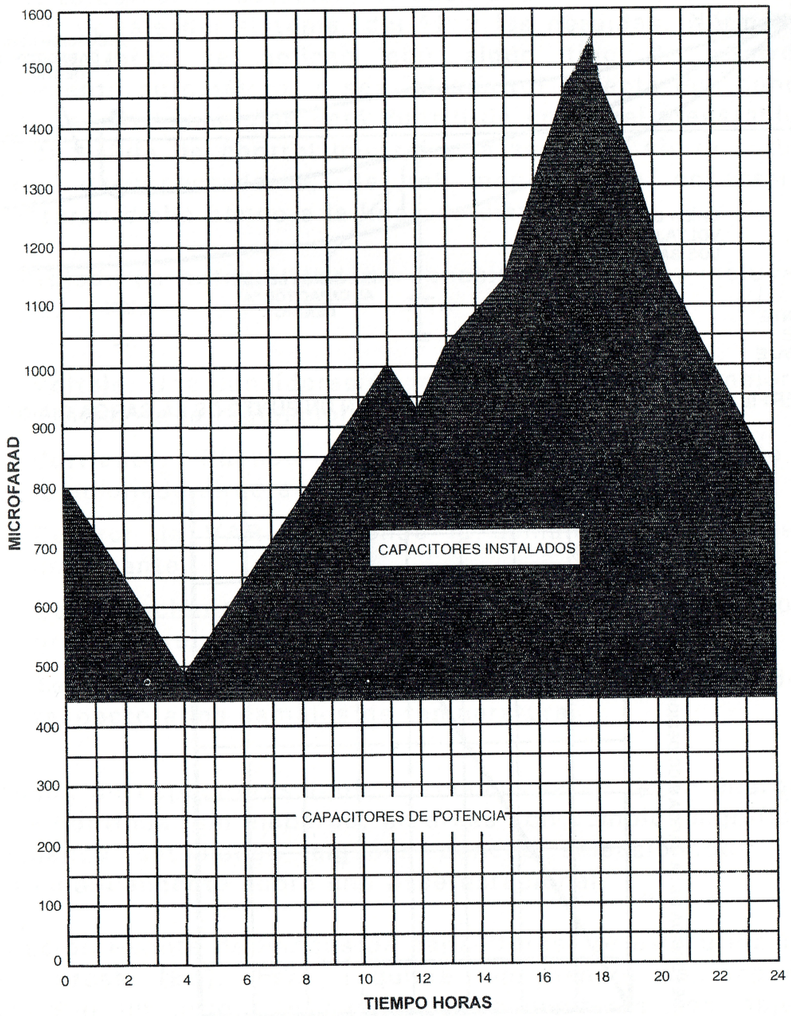
a. Los bancos de capacitores fijos, se dimensionan para condiciones de carga mínima.

b. Los bancos de capacitores desconectables, se diseñan para niveles de carga mayores a la condición mínima, hasta la carga pico.

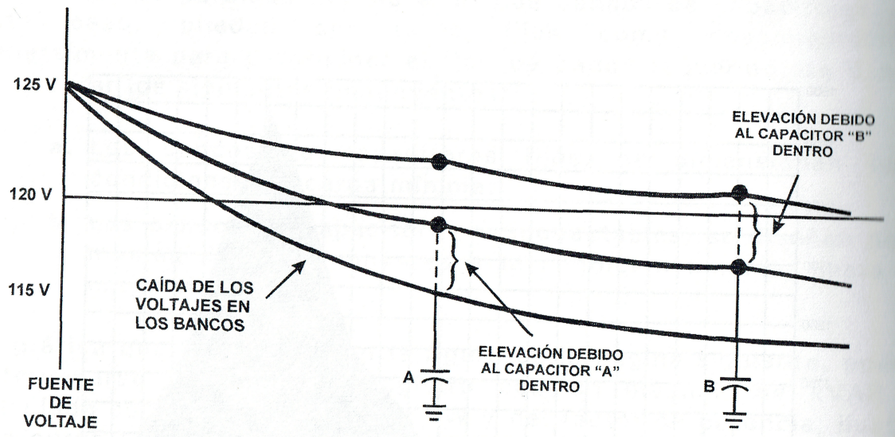
La gráfica que se muestra en la figura de la página siguiente, puede determinarse mediante un registro con un medidor de kVAR o calculada con las mediciones de kW y del factor de potencia; ilustra una curva típica de demanda de kVAR sobre un período de 24. Los bancos fijos satisfacen los requerimientos de la carga base y los desconectables compensan los kVAR inductivos pico durante los períodos de mayor carga.



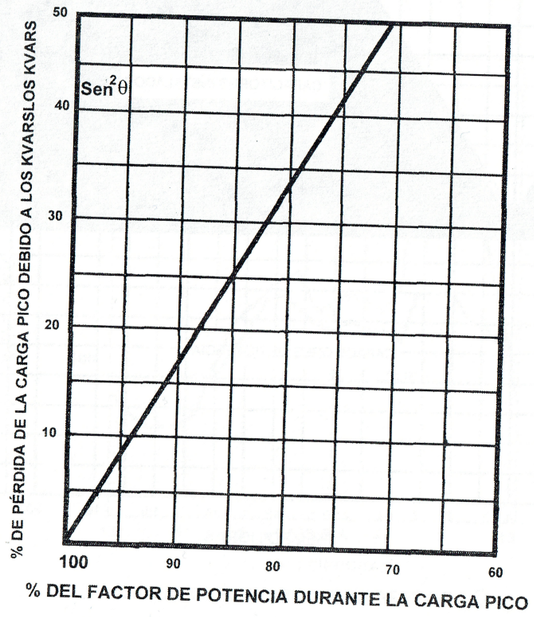
CURVAS DIARIAS DE CARGA DE kW Y kVAR



CAPACITORES DESCONECTABLES



PERFIL DE VOLTAJE EN UN ALIMENTADOR EN UN PUNTO DE LA CARGA DIARIA



PÉRDIDAS DEBIDAS A LOS KVARS

7.10 CONMUTACIÓN DE CAPACITORES

Los capacitores desconectables, ofrecen una flexibilidad adicional al control del voltaje del sistema, del FP y las pérdidas. Normalmente estos capacitores se aplican con algún tipo de control de seccionamiento automático, o sea, el control detecta una condición particular, si esta condición está dentro de un nivel preestablecido, el nivel de salida de control iniciará una señal de cierre o disparo hacia los desconectadores, de tal manera que conectarán o desconectarán dicho banco a la línea de distribución.

Los controladores automáticos de capacitores típicos, incluyen los siguientes:

a) **Voltaje.** Una consideración muy importante es la mejora o el control de la regulación del voltaje.

b) **Corriente.** Cuando la magnitud de la corriente está relacionada directamente con la demanda de VAR.

c) **Control de VAR.** En donde la demanda de VAR es muy importante.

d) **Conmutación temporizada.** La demanda de VAR tiene un alto grado de regularidad con respecto al tiempo.

e) **Temperatura.** Un aumento predecible de la demanda de VAR respecto a los cambios de temperatura.

Los bancos de capacitores fijos, normalmente se dejan energizados en forma continúa; sin embargo, en áreas con cambios significativos por demanda estacional, algunos bancos seleccionados pueden operarse manualmente sobre una base estacional.

La operación remota de bancos de capacitores, sé esta utilizando en algunas áreas [B6]. Esto requiere un banco de capacitores específico o un grupo de bancos de capacitores con objeto de contar con controles capaces de recibir una señal o iniciar una operación de cierre o apertura en los desconectadores de los capacitores. El algoritmo de computadora o la orden de comando manual, se origina en una ubicación remota. Los sistemas típicos

para la operación remota de bancos de capacitores incluyen los siguientes:

a) **Radio.** Cuando en el área se cuenta con una frecuencia de radio adecuada para transmitir sin demasiada interferencia.

b) **Onda portadora.** Se requiere equipo de acoplamiento de línea adecuado en la subestación.

c) **Teléfono.** Ya sea con líneas telefónicas privadas o rentadas.

d) **El voltaje aplicado** no debe contener armónicas mayores a los límites especificados anteriormente.

e) **La frecuencia nominal** de operación debe ser igual a la frecuencia nominal del capacitor.

VALORES NOMINALES DE LOS DESCONECTADORES

Los valores de desconexión que se aplican a bancos de capacitores, deben seleccionar para un servicio específico. Las consideraciones clave son la corriente nominal de servicio, la corriente inicial durante la energización. Estos parámetros para interruptores se definen con más detalle en las Normas IEEE Std. C37.06-1987 e IEEE Std. C37.012-1979.

Estas normas sugieren usar un valor nominal de corriente de servicio para el interruptor de 1.25 veces la corriente nominal del capacitor, al voltaje nominal del capacitor para operación con neutro no aterrizado y de 1.35 veces el valor de la corriente nominal para operación con neutro aterrizado. Los valores, requerimientos de la corriente de energización inicial, se definen en términos de la magnitud pico y de la frecuencia.

Los equipos de desconexión de capacitores deben ser capaces de soportar corrientes de energización, las cuales para un banco aislado son como sigue:

$$I_{pk} = 1.41\sqrt{I_{SC} \times I_1}$$

Donde:

I_{pk}: es el valor pico de la corriente de energización en A.

I_{SC}: es la corriente trifásica de falla disponible en A.

I_1: es la corriente del banco de capacitores en A.

Cuando los bancos desconectables están muy cercanos, las corrientes de energización adquieren mayor importancia para los dispositivos de seccionamiento. Cuando un banco está energizado, la energización de un segundo banco puede originar una corriente inicial en el segundo banco debido a las descargas de los capacitores del banco previamente energizado.

La magnitud y frecuencia de las corrientes de energización se pueden calcular como sigue:

$$I_{pk} = 1747 \times \sqrt{\frac{V_{LL}(I_1 \cdot I_2)}{L_{eq}(I_1 \cdot I_2)}}$$

$(para\ f_s = 60\ Hz)$

$$f_t = \sqrt{\frac{f_s \cdot V_{LL} \cdot (I_1 + I_2)}{L_{eq}(I_1 \cdot I_2)}}$$

Donde:

f_s: es la frecuencia del sistema Hz.

f_t: es la frecuencia de la corriente transitoria inicial en kHz.

L_{eq}: es la inductancia total equivalente por fase entre bancos de capacitores en MH.

I_1, I_2: son las corrientes del banco que se está maniobrando y el banco energizado previamente, respectivamente en A. Se supone que el banco que se energiza está descargado, con el cierre en el momento del voltaje cresta de la fuente de tensión. La corriente utilizada debe incluir el efecto de operar el banco de capacitores a un voltaje mayor al nominal, así como el efecto de una tolerancia positiva en la capacitancia. En ausencia de información específica, un multiplicador de 1.15 veces la corriente nominal del capacitor dará resultados conservadores.

I_{pk} : es el valor pico de la corriente de energización calculada sin amortiguamiento, en A. En circuitos prácticos alcanzará aproximadamente el 90 % de este valor.

V_{LL} : es el valor nominal máximo entre líneas en kV

Una distancia de separación adecuada para limitar la corriente de energización a un nivel aceptable es usualmente de algunos cientos de metros entre bancos de capacitores aéreos; sin embargo, en configuraciones donde los bancos están muy cercanos, podría requerir reactores limitadores de corriente de energización.

7.11 APLICACIONES DE BANCOS DE CAPACITORES EN SUBESTACIONES

Esta cláusula describe las consideraciones para aplicar los bancos de capacitores en las subestaciones de distribución y transmisión.

TAMAÑO Y NÚMERO DE BANCOS

Los requerimientos de capacitancia en derivación, se determinan para optimizar los beneficios descritos antes para un conjunto dado de requerimientos del sistema. Los capacitores de las subestaciones de distribución a menudo se dimensionan para suministrar los requerimientos de VAR de las cargas alimentadas por los bancos de

transformadores de la subestación. Esto provee una corrección del factor de potencia de la unidad en el lado de alta y una operación efectiva de los sistemas de transmisión o subtransmisión. Los capacitores de las subestaciones de transmisión se dimensionan y localizan con base en los estudios de flujos de carga y estabilidad de la red de transmisión. Los capacitores minimizan las pérdidas del sistema, incrementan el voltaje del sistema y aumentan los márgenes de estabilidad.

Después que se conocen los requerimientos de VAR, se determinan los tamaños de MVAR de los bancos de capacitores individuales y el número de pasos. Para aprovechar las ventajas económicas asociadas con el equipo estandarizado, otras limitaciones pueden influir en los tamaños máximo y mínimo de los bancos utilizados.

TAMAÑO MÁXIMO

El tamaño máximo del banco, está influenciado por los siguientes factores:

a) Cambios en el voltaje del sistema sobre la operación del banco de capacitores.

b) Limitaciones en la corriente de servicio del equipo de interrupción.

Cuando un banco de capacitores se energiza o desenergiza, el voltaje fundamental del sistema aumenta o disminuye respectivamente. Para minimizar el efecto de este cambio de voltaje en las cargas de los clientes, éste a menudo se limita a valores de entre 2 a 3%. Este cambio de voltaje (ΔV) puede ser estimado por la siguiente fórmula:

$$\Delta V = \left(\frac{MVAR}{MVA_{SC}} \right) \times 100\%$$

Donde:

MVAR : es el tamaño en MVAR del banco de capacitores.

MVA_{sc} : son los MVA de cortocircuito trifásico disponibles en el lugar del banco de capacitores.

La corriente de servicio nominal del equipo de interrupción utilizado para maniobrar bancos de capacitores, puede ser un factor que intervenga en la selección del tamaño del banco. Este valor nominal normalmente se determina al multiplicar la corriente nominal del capacitor por 1.25 en el caso de operación no aterrizada y por 1.35 en bancos en estrella aterrizada.

TAMAÑO MÍNIMO

El tamaño mínimo del banco está influenciado por los siguientes factores:

a) Consideraciones de desbalance en el banco de capacitores.

b) Coordinación de los fusibles.

Cuando un fusible opera para proteger un capacitor fallado, se puede presentar una condición de desbalanceo que sujeta a las unidades del mismo grupo conectadas en serie a una sobretensión de 60 Hz. Un criterio comúnmente aplicado es limitar esta sobretensión al 110%, con una unidad fuera. Esto requiere el número mínimo de unidades en paralelo que se da en la tabla 2 (*tomado de la tabla 2 de la norma* IEEE Std. C37.99-1990).

Cuando un capacitor se cortocircuita completamente, otros circuitos agrupados en serie dentro del banco se sujetan a sobretensiones de 60 Hz hasta que el fusible opera. El fusible debe operar suficientemente rápido para no dañar las unidades en buen estado debido a esta sobretensión. La norma IEEE Std. 18-1992 indica que "se puede esperar que dentro de su vida normal de servicio de un capacitor, este soporte razonablemente una combinación total de 300 aplicaciones de sobretensiones de frecuencia industrial entre terminales sin superposición de transitorios o de contenido armónico, de las magnitudes y duraciones que se muestran en la tabla 3.

TABLA 2

NÚMERO MÍNIMO DE UNIDADES RECOMENDADO EN PARALELO POR AGRUPAMIENTO EN SERIE PARA LIMITAR LAS SOBRETENSIONES AL 110% EN LAS UNIDADES SANAS, CON UNA UNIDAD FUERA.

NÚMERO DE GRUPOS EN SERIE	Y O DELTA ATERRIZADA	Y NO ATERRIZADA	Y NO ATERRIZADA DIVIDIDA (SECCIONES IGUALES)
1	--	4	2
2	6	8	7
3	8	9	9
4	9	10	9
5	9	10	10
6	10	10	10
7	10	10	10
8	10	11	10
9	10	11	10
10	10	11	11
11	10	11	11
12 y más	11	11	11

En la tabla 2, se resumen los voltajes de 60 Hz en otros agrupamientos serie del banco cuando una unidad del capacitor se cortocircuito en la fase A.

TABLA 3
VOLTAJE MÁXIMO PERMISIBLE EN EL CAPACITOR

DURACIÓN	VOLTAJE MÁXIMO PERMISIBLE (FACTOR MULTIPLICADOR PARA APLICARSE AL VNOM.RMS)
6 ciclos	2.20
15 ciclos	2.00
1 seg.	1.70
15 seg.	1.40
1 minuto	1.30

Los valores de las tablas 3 y 4, en conjunto con el tamaño del fusible que se está utilizando, indicarán el número mínimo de unidades de capacitor a ser utilizadas. El banco de capacitores se debe diseñar tal que, la duración de las sobretensiones definida en la tabla 4 no exceda los tiempos especificados en la tabla 3. Los factores que afectan este diseño incluyen la conexión del banco, el *número de agrupamientos en serie*, el *número de unidades en paralelo* y las características del fusible.

TABLA 4
VOLTAJES EN POR UNIDAD EN LOS CAPACITORES SANOS

No. de grupos en serie	Y o delta aterrizadas			Y no aterrizada			Y aterrizada dividida		
	Va	Vb	Vc	Va	Vb	Vc	Va	Vb	Vc
1	--	1.00	1.00	--	1.73	1.73	--	1.73	1.73
2	2.00	1.00	1.00	1.50	1.15	1.15	1.71	1.08	1.08
3	1.50	1.00	1.00	1.29	1.08	1.08	1.38	1.04	1.04
4	1.33	1.00	1.00	1.20	1.05	1.05	1.26	1.03	1.03
5	1.25	1.00	1.00	1.15	1.04	1.04	1.20	1.02	1.02

Ejemplo

Considere un circuito monofásico de 2.4 KV, el cual alimenta una carga de 360 KW (medido por un wáttmetro) a un factor de potencia atrasado y la corriente de carga es de 200 Amp. Si se desea mejorar el factor de potencia, determine lo siguiente:

a) El factor de potencia sin corregir y la carga reactiva.

b) El nuevo factor de potencia después de instalar un banco de capacitares en paralelo de 300 KVAR.

Solución

$V = 2.4\,kV$ $P = 3600\,kW$

$I = 200\,A$ $Q_2 = 300\,kVAR$

a) Antes de la corrección del factor de potencia:

Sabemos que: P = VI

Sustituyendo: P = 2,4 kV x 200 A

Por lo tanto la potencia óptima será:

P = 480000 VA ó P = 480 kVA

Pero estamos recibiendo una potencia real activa de:

P = 360 kW

Por lo tanto: $FP = {}^{P_{real}}/_{P_{óptimo}}$

Sustituyendo: $FP = {}^{360kW}/_{480kW} = 0.75$

Otra forma:

Del triángulo de las potencias tenemos que:

Cos φ = P / SL pero: S = V x I

Sustituyendo:

S = 2.4 kV x 200 A = 480 kVA

Sustituyendo en la primer ecuación:

Cos φ = FP = 360 kW / 480 kVA = 0.75

La carga reactiva será:

S = 480 kVA y P = 360 kW

Sabemos que:

Del triángulo de las potencias: $S^2 = P^2 + Q^2$

Despejando a Q tenemos que: $Q = \sqrt{480^2 - 360^2} = 317.49015\,\text{kVAR}$

Otra forma:

Decimos:

Cos φ = FP = 0.75

Despejando φ se tiene:

$\varphi = \cos^{-1} 0.75 = 41.4096$

Por lo tanto:

Sen φ = Q / S

Despejando Q:

Q = S x Sen φ

Sustituyendo:

$Q_1 = 480\ \text{kVA} \times \text{Sen } 41.4096$

$Q_1 = 317.4901\ \text{kVAR}$

b) Después de la instalación de los capacitores con un valor de 300 kVAR, tenemos que:

$Q_f = Q_1 + Q_2$

Sustituyendo:

$Q_f = 317.4901\ \text{kVAR} - 300\ \text{kVAR}$

$Q_f = 17.4901$

El nuevo FP será:

Q = 17.4901 kVAR

P = 360 kW

FP = 0.99

Del triángulo de potencias:

FP = P / S Donde: $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$

Sustituyendo:

$S = \sqrt{360^2 + 17.4901^2}$

Por lo tanto, el FP será:

FP = 360 kW / 360.424615 kVA

FP = 0.9988219

FP = 99.88219 %

Ejemplo

Considere que una subestación tiene un banco de tres transformadores de 2000 kVA para una carga pico de 7800 kVA a un factor de potencia en atraso de 0.89, los tres transformadores tienen una capacidad térmica de 120 % del valor de placa. Se tiene planeado instalar 1000 kVAR de capacitores paralelo en el alimentador para mejorar la regulación de voltaje. Determinar lo siguiente:

a) Instalar o no los capacitores adicionales en el alimentador para decrementar la carga y la capacidad térmica del transformador.

b) El valor de los capacitores adicionales

Solución

$S_1 = 7800$ kVA

$S_2 = 2000$ kVA

$FP_1 = 0.89$

$Q_2 = 1000$ kVAR

a) Antes de la instalación de los capacitores de 1000 kVAR tenemos:

Del triángulo de potencias: $\text{Cos } \varphi = P / S$

De donde:

$P = S \times \text{Cos } \varphi$

Sustituyendo:

$P = 7800 \text{ kVA} \times \text{Cos } 0.89 = 6942 \text{ kW}$

La potencia reactiva será:

Del triángulo de potencias: $S^2 = P^2 + Q^2$

De donde:

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}$$

Sustituyendo:

$$Q = \sqrt{(7800)^2 - (6942)^2}$$

$$= 3556.492092 \, kVAR$$

Otra forma:

Del triángulo de potencias: $\text{Sen } \varphi = Q / S$

De donde:

$Q = S \times \text{Sen } \varphi$

Sabemos que:

$\text{Cos } \varphi = 0.89$

$\varphi = \text{Cos}^{-1} 0.89$

$\varphi = 27.126$

Sustituyendo:

$Q = 7800 \text{ kVAR} \times \text{Sen } 27.126$

$Q = 3556.492087 \text{ kVAR}$

Por lo tanto, después de la instalación de los capacitores:

$Q_f = Q_1 - Q_2$

Sustituyendo:

$Q_f = 3556.4920 \text{ kVAR} - 1000 \text{ kVAR}$

$Q_f = 2556.4920 \text{ kVAR}$

NOTA:

Es la cantidad de potencia reactiva a la que se llegó con la instalación de los capacitores.

Para calcular el factor de potencia tenemos:

$P = 6942 \text{ kW}$

$Q = 2556.4920 \text{ kVAR}$

Del triángulo de potencias: $S^2 = P^2 + Q^2$

Despejando S:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

Sustituyendo:

$$S = \sqrt{(6942)^2 + (2556.4920)^2}$$

$$= 7397.770971 \text{ kVAR}$$

Sustituyendo en la fórmula:

$FP = P / S$

Tenemos que:

$FP = 6942 \text{ kW} / 7397.770971 \text{ kVA}$

$FP = 0.93839 = 93.839 \%$

La capacidad de cada transformador es de:

$2000 \text{ kVA} \times 3 \text{ transformadores} = 2000 \times 3 = 6000 \text{ kVA}$

Pero tienen una capacidad térmica del 120 %, por lo tanto:

$S_T = 6000 \text{ kVA} \times 1.20 = 7200 \text{ kVA}$

NOTA:

De aquí nos damos cuenta que los 1000 kVAR instalados no son suficientes y necesitamos más, por lo que un capacitor adicional para la instalación es requerido:

7397.7709 kVA	>	7200 kVA
necesito		tengo

b) El nuevo factor de potencia es:

Del triángulo de potencias:

$FP = P / S_T$

Sustituyendo:

$FP = 6942 \text{ kW} / 7200 \text{ kVA}$

$= 0.9641666 = 96.41666 \%$

La nueva potencia reactiva será:

$P = 6942 \text{ kW}$

$S_T = 7200 \text{ kVA}$

Del triángulo de potencias:

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}$$

Sustituyendo:

$$Q = \sqrt{(7200)^2 - (6942)^2}$$

$$Q_{NUEVO} = 1910.1403\,kVAR$$

El valor de la capacidad adicional requerida es:

$$Q_{ADICIONAL} = Q - Q_{NUEVO}$$

Sustituyendo:

$$Q_{ADICIONAL} = 2556.4920 - 1910.1403$$

$$Q_{ADICIONAL} = 646.35169\ kVAR$$

La capacitancia de cada capacitor será igual a:

$$Xc = \frac{1}{2\pi fc}$$

Por lo tanto:

$$C = \frac{1}{2\pi f x c}$$

Sustituyendo:

$$C = \frac{1}{2x3.14159x60Hzx308.18\,volts}$$

$$C = 8.607x10^{-6}\,faradad = 8.607\mu f$$

7.12 PROPÓSITO DE LOS CAPACITORES DE POTENCIA EN DERIVACIÓN

La mayoría de las cargas del sistema de potencia y los equipos de suministro (por ejemplo, líneas y transformadores) son de naturaleza inductiva, por lo tanto, operan con un factor de potencia atrasado. Cuando el sistema de potencia opera con un factor de potencia atrasado, requiere un flujo adicional de VAR, el cual provoca una reducción de la capacidad, un incremento de las pérdidas y una reducción del voltaje del sistema. La figura 1, ilustra cómo la aplicación de los capacitores en derivación incrementa la capacidad del sistema y reduce sus pérdidas mediante la reducción del flujo de VAR. La carga del sistema se reduce de kVA_1 a kVA_2 por la adición de kVAR capacitivos, que se muestran en la figura 1 como C kVAR.

La tabla 1, proporciona un resumen de los beneficios que se derivan de la aplicación de los capacitores en derivación en sistemas de transmisión y distribución.

El soporte de VAR y el control son los beneficios principales para los sistemas de transmisión, mientras que los beneficios para los sistemas de distribución pueden ser más variados, dependiendo de si el sistema pertenece a una compañía generadora o no, o a un usuario industrial. Las subcláusulas siguientes, describen cada uno de estos beneficios con mayor detalle:

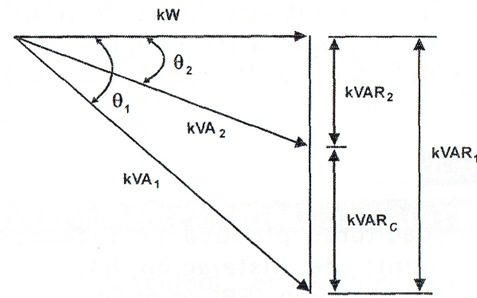


FIGURA 1
EFECTO DE AGREGAR CAPACITORES EN DERIVACIÓN

TABLA 5
RESUMEN DE BENEFICIOS DE APLICAR CAPACITORES DE POTENCIA EN DERIVACIÓN

BENEFICIOS	SISTEMA DE TRANSMISIÓN	SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN
Soporte de VAR	*	#
Control de Voltaje	*	*
Aumento de la Capacidad	#	*
Reducción de pérdidas	#	*
Reduc. Cargos / facturación	---	*

* Este es generalmente un beneficio primario.
\# Este es generalmente un beneficio secundario.

SOPORTE DE VAR

El soporte de VAR abarca muchos de los diferentes beneficios de los capacitores en derivación, tales como: mejorar el control de tensión y factor de potencia, reducir las pérdidas del sistema y los requerimientos de potencia reactiva en generadores y aumentar los límites de estabilidad en estado estable. Los VAR capacitivos se dimensionan y localizan en subestaciones de transmisión o distribución para suministrar VAR cercanos a las cargas o proporcionar un soporte intermedio a través de circuitos de transmisión altamente cargados.

CONTROL DE VOLTAJE

La aplicación de capacitores produce un incremento de voltaje en el sistema, desde el punto de instalación hacia la generación. En un sistema con factor de potencia (FP) atrasado, esto se presenta debido a que los capacitores pueden reducir la cantidad de corriente reactiva que se transporta en el sistema, de esta forma se reduce la caída de tensión resistiva y reactiva en el mismo.

Existen varias fórmulas que pueden ser utilizadas para estimar el incremento de voltaje que producen los capacitores. Una que se utiliza muy comúnmente es la siguiente:

$$\Delta V = \frac{(kVAR)(X_L)}{10(kV)^2}$$

Donde:

ΔV: Es el porcentaje de elevación de voltaje en el punto de instalación de los capacitores.

kV: Es el voltaje entre líneas del sistema sin capacitores.

kVAR: Es la potencia nominal trifásica en kVAR del banco de capacitores.

X_L: Es la reactancia inductiva del sistema en el punto de instalación de los capacitores en Ohms, en el nivel de tensión correspondiente, incluyendo la reactancia del transformador.

Los bancos de capacitores se instalan típicamente en las barras principales del sistema de transmisión, para dar soporte de voltaje a una gran área. También se colocan en barras de distribución y directamente en las barras de suministro de los clientes, para mantener un soporte de voltaje en áreas menores o a clientes individuales. En líneas de distribución, los bancos se instalan para soportar el voltaje a lo largo de toda la línea.

Los bancos de capacitores se energizan durante períodos de carga pico o condiciones de bajo voltaje, desenergizándose durante períodos de carga baja o condiciones de alto voltaje.

7.13 INCREMENTO EN LA CAPACIDAD DEL SISTEMA

El incremento en la capacidad, es a menudo el beneficio más importante que justifica la adición de capacitores, en los sistemas de distribución. Esto es particularmente significativo cuando las cargas alimentadas por el sistema aumentan rápidamente. La adición de

capacitores reduce la carga en kVA del sistema, de esta forma se libera capacidad que puede usarse para alimentar cargas futuras.

El factor de potencia óptimo, desde el punto de vista económico en un sistema, con respecto solamente a la capacidad liberada, puede estimarse mediante la siguiente fórmula:

$$FP = \sqrt{1-\left(\frac{C}{S}\right)^2}$$

Donde:

C Es el costo por kVAR de banco de capacitores.

S Es el costo por kVA del equipo del sistema.

FP Es el factor de potencia óptimo.

La fórmula compara el costo de los bancos de capacitores con el de los transformadores, reguladores, etcétera, así como de los medios alternativos para proporcionar incremento de capacidad al sistema.

La representación gráfica de esta fórmula, el factor de potencia óptimo en función de la relación de costo del banco de capacitores versus los otros equipos del sistema, se ilustran en la Figura 2.

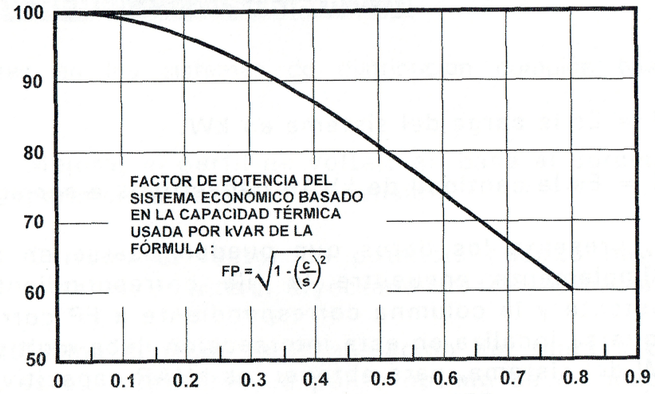


FIGURA 2
FACTOR DE POTENCIA ECONÓMICO DEL SISTEMA

El factor de potencia requerido para liberar una determinada cantidad de kVA del sistema, puede determinarse por la siguiente fórmula:

$$FP_{NUEVO} = \frac{FP_{VIEJO}}{1 - kVA_{LIBERADOS}}$$

Donde:

FP$_{NUEVO}$ = Es el factor de potencia corregido nuevo.

FP$_{VIEJO}$ = Es el facto de potencia existente viejo.

kVA$_{LIBERADOS}$ = Es la cantidad de kVA a ser liberados (en por unidad de los kVA existentes).

Para calcular los kVAR capacitados necesarios para corregir a un nuevo factor de potencia mayor, se deben restar los kVAR inductivos del FP_{NUEVO} (corregido) del FP_{VIEJO} (existentes). La diferencia es la cantidad de kVAR capacitivos que deben agregarse al sistema. La fórmula siguiente, es una forma conveniente de realizar esto:

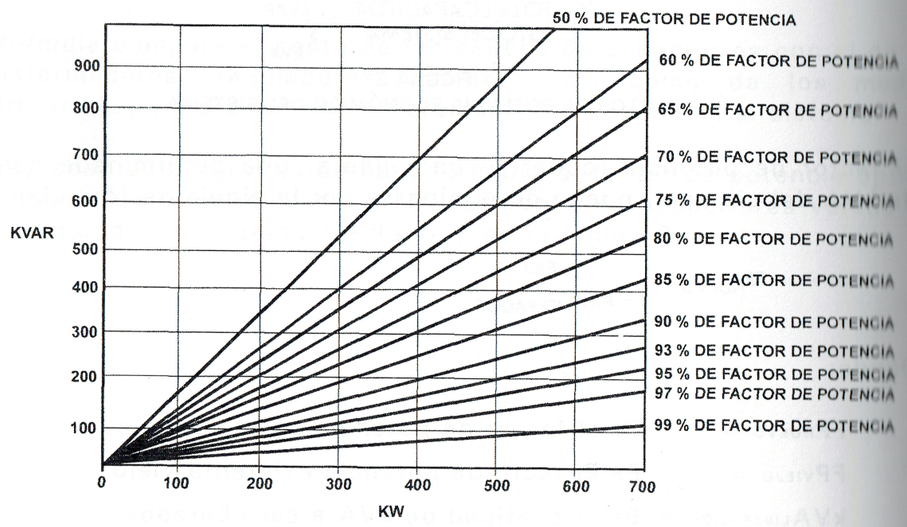
$$kVAR = kW\left[\tan\left(\text{Cos}^{-1}FP_{VIEJO}\right) - \tan\left(\text{Cos}^{-1}FP_{NUEVO}\right)\right]$$

Donde:

KW = Es la carga del sistema en kW.

KVAR = Es la cantidad de kVAR capacitivos a ser agregados.

La tabla 2, presenta los datos que pueden usarse en lugar de esta fórmula. Simplemente encuentre la fila correspondiente al FP del sistema existente y la columna correspondiente a FP corregido, nuevo. El número que se localiza en esta intersección debe multiplicarse por la carga en kW del sistema, para obtener los kVAR capacitivos necesarios para corregir al nuevo FP.



RELACIÓN ENTRE KW, KVAR Y FACTOR DE POTENCIA

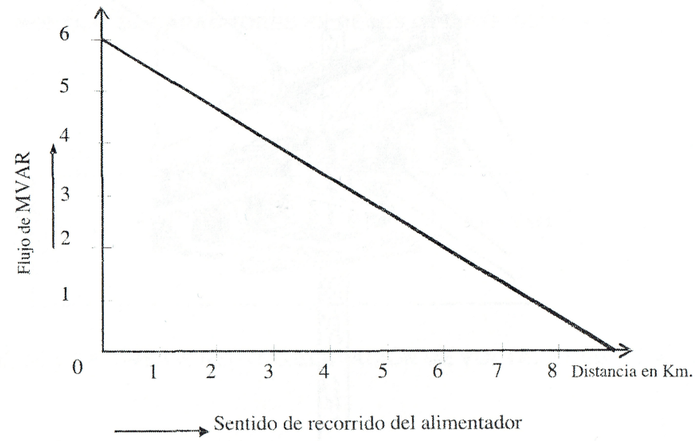
7.14 LOCALIZACIÓN DE CAPACITORES EN LOS ALIMENTADORES DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

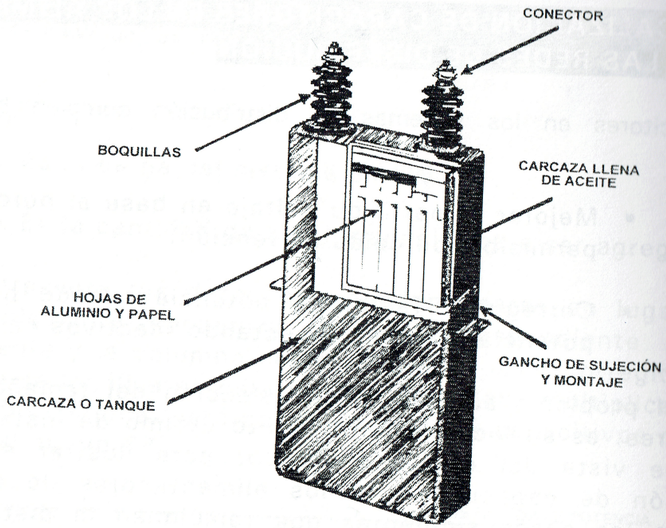
Los capacitores en los sistemas de distribución cumplen básicamente dos funciones:

- Mejorar el perfil de voltaje en base al porcentaje máximo permisible de caída de tensión.
- Corregir el factor de potencia cuando hay excesos de potencia reactiva, inyectando reactivos capacitivos.

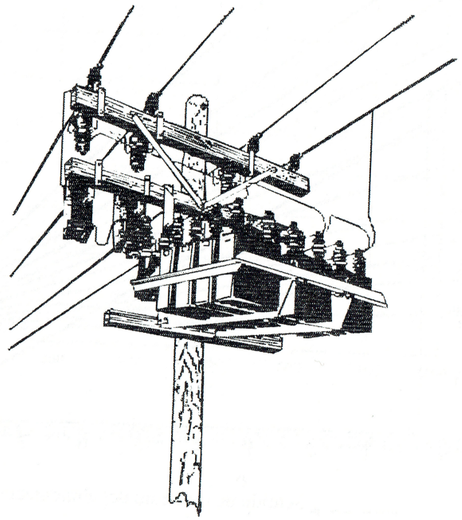
Parte del problema además de la selección del tamaño del banco de capacitores, es su localización o punto óptimo de instalación desde el punto de vista del efecto esperado; para ilustrar el efecto de la instalación de capacitores en los alimentadores de distribución, se muestran los casos siguientes que relacionan la distancia contra el flujo de potencia reactiva y la distancia contra la caída de tensión.

A) SIN CAPACITORES.

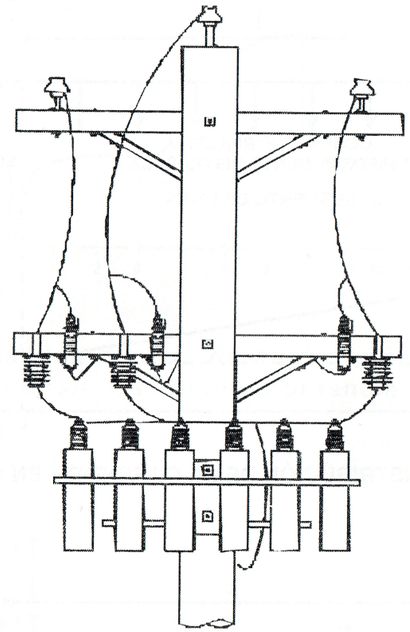




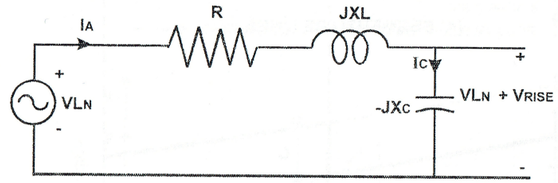
CAPACITOR PRIMARIO



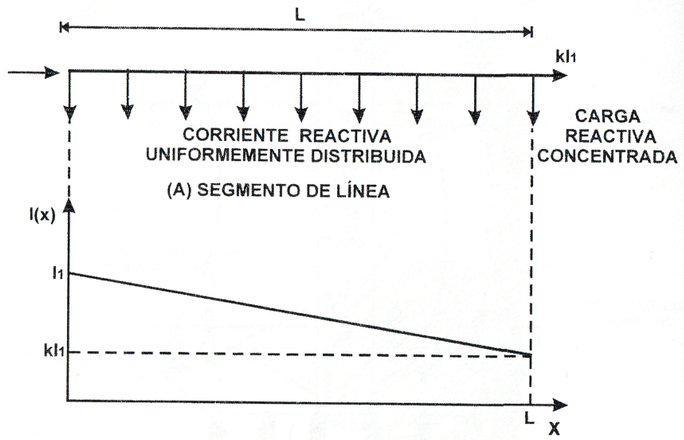
CAPACITORES MONTADOS EN POSTE



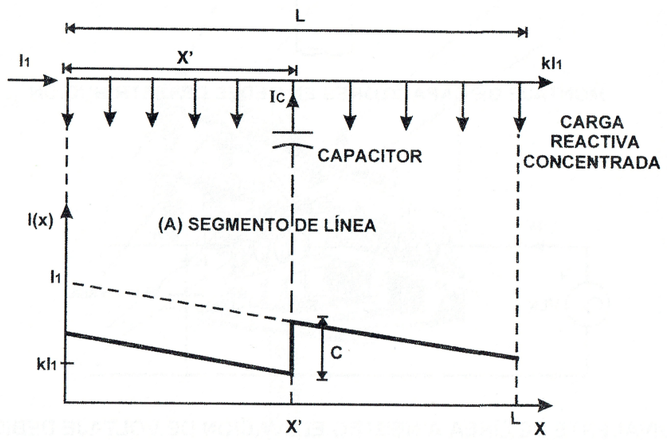
MONTAJE DE CAPACITORES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN



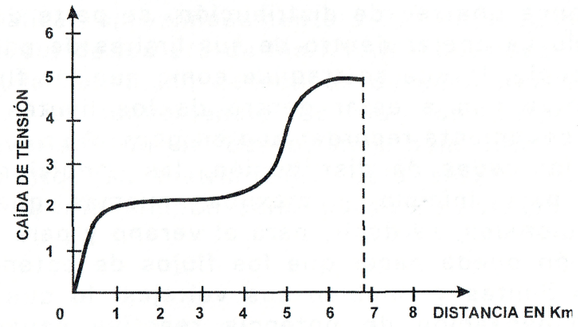
CIRCUITO EQUIVALENTE DE LÍNEA A NEUTRO ELEVACIÓN DE VOLTAJE DEBIDO AL CAPACITOR



PERFIL DE LA DISTRIBUCIÓN DE LA CORRIENTE EN CARGA REACTIVA

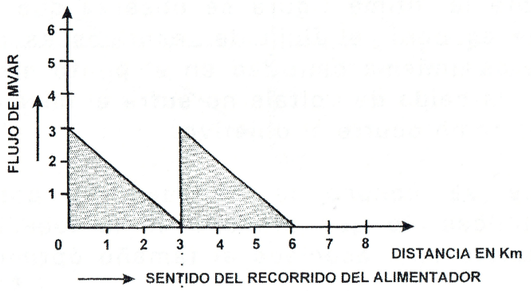


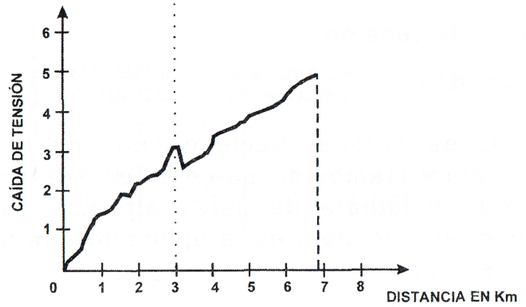
PERFIL DE LA CORRIENTE REACTIVA



El efecto de localizar los bancos de capacitores en el alimentador, es mejorar el perfil de voltaje y el flujo de potencia reactiva.

B) Con capacitores





Cuando de planea una red de distribución, se parte de la base que la red en principio va operar dentro de sus limites de caída de tensión y factor de potencia, lo que se traduce como que los flujos de potencia activa y reactiva van a estar dentro de los limites operativos; sin embargo, es conveniente recordar que en general en los sistemas, y en particular en las redes de distribución, las condiciones de demanda extrema son para mínima y máxima, mismas que pueden tener variantes estacionales, es decir, para el verano y para el invierno. Esta simple condición puede hacer que los flujos de potencia reactivos se salgan de sus límites y también sus voltajes, lo que haría necesario incorporar compensación de potencia reactiva capacitiva de cierto tamaño y una localización a lo largo del alimentador, que se traduce en una unidad denominada MVAR–km o MVAR- milla.

Entonces, se presentan dos problemas, uno determinar el tamaño o capacidad de los capacitores, y el otro, su ubicación, ya que tienen una relación permanente localización–tamaño.

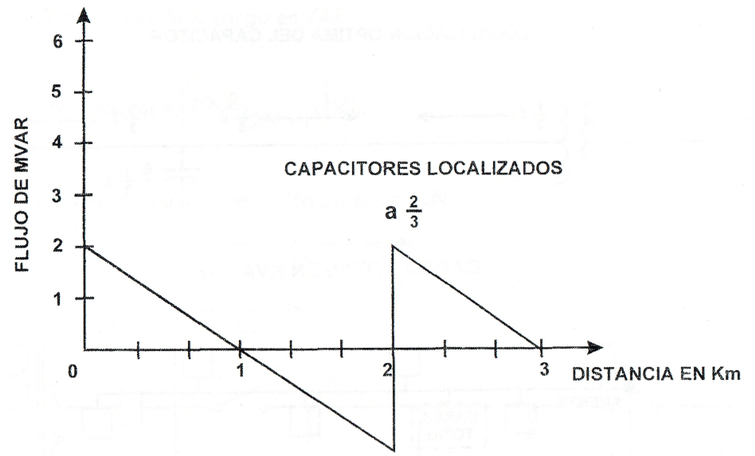
Por ejemplo, para la última figura se observa que si en el punto de caída de voltaje es cero, el flujo de reactivos es de 3 MVAR, si se compensan con esa misma cantidad en el punto medio de la longitud del alimentador, la caída de voltaje no sufre el mismo efecto, es decir, no se va a cero, como ocurre al objetivo.

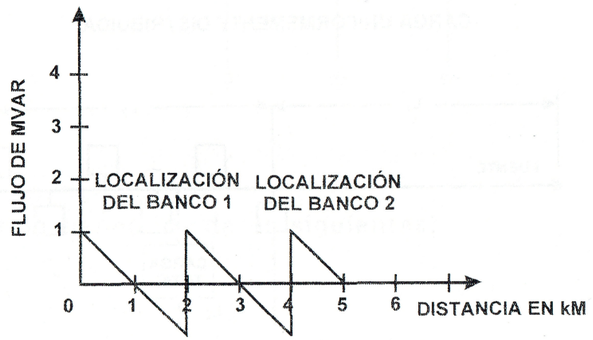
Suponiendo que se conoce la cantidad de potencia reactiva a compensar, entonces, lo que precede es la localización óptima del banco, ésta siempre está asociada al tamaño óptimo, y esto significa dos cosas:

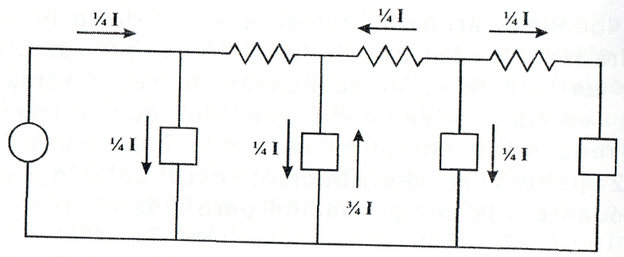
- Mínima caída de tensión.
- Mínimas pérdidas.

La solución se puede obtener haciendo uso de las corridas de flujo convencionales, pero también con flujos óptimos. Una primera aproximación para cualquiera de estas alternativas, y que de hecho defina las condiciones iniciales, es la aplicación de una regla de "dedo" denominada de los 2/3.

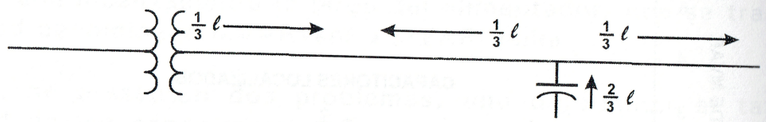
Es decir, se localizan aproximadamente a 2/3 de la longitud y con una capacidad alrededor de los 2/3 de los KVAR requeridos. El otro aspecto a considerar en la aplicación de bancos de capacitores para redes de distribución, es la conveniencia de no concentrar los reactivos capacitivos requeridos en un punto, más bien tratar de localizar al menos en 2 puntos su distribución, esta solución puede ser más efectiva en cuanto a la compensación pero más costosa.



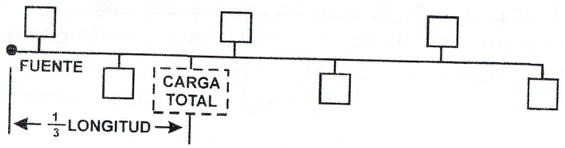




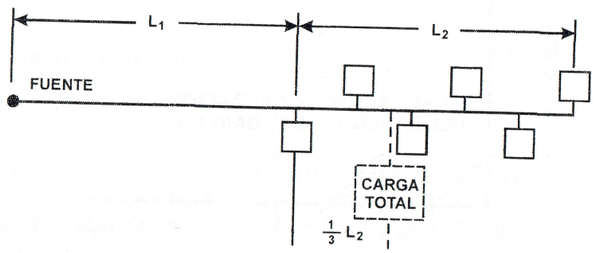
LOCALIZACIÓN OPTIMA DEL CAPACITOR



CARGA TOTAL EN KVAR - ℓ



CARGA UNIFORMEMENTE DISTRIBUIDA



CARGA UNIFORMEMENTE DISTRIBUIDA SOBRE UNA PARTE DE LA LÍNEA

Cuando se hace la distribución de los bancos de capacitores en la línea y se trata de poner N bancos, entonces el tamaño óptimo y localización de los N bancos se obtiene con la siguiente expresión:

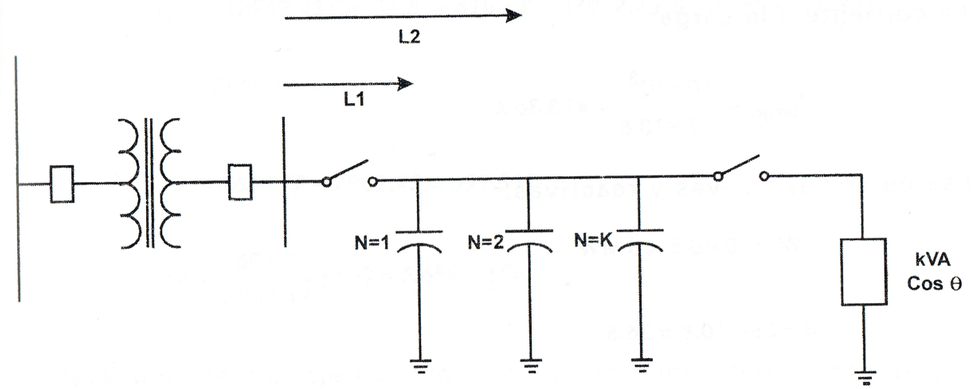
$$\text{Tamaño de cada uno de los N bancos} = \left[\frac{2}{(2N+1)}\right] \cdot Q$$

Donde:

Q = *tamaño de la carga en VAR*

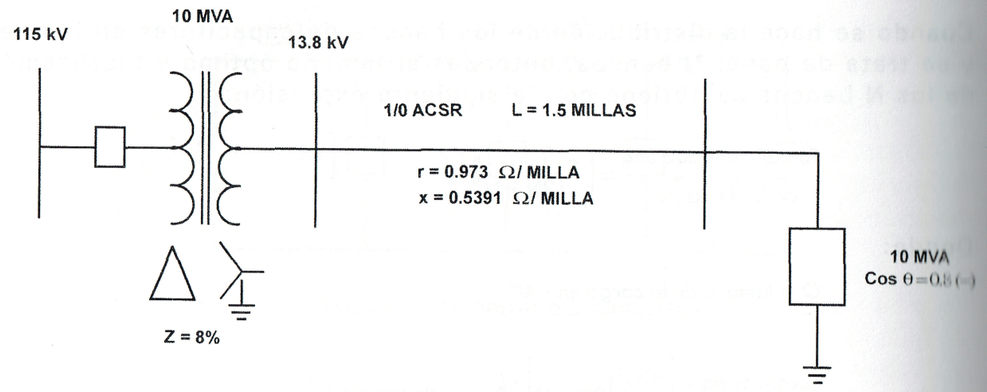
$$\text{Localización} = \left[\frac{n \times 2}{(2N+1)}\right] \times L$$

con respecto a la subestación para $n = 1, N$



Ejemplo

Supóngase que se tienen los datos siguientes:



Solución

La corriente a la carga:

$$I_{carga} = \frac{10\times10^3}{\sqrt{3}\times13.8} = 418.36\ A$$

Las potencias activas y reactivas:

$$kW = 10\times0.8 = 8\ MW$$

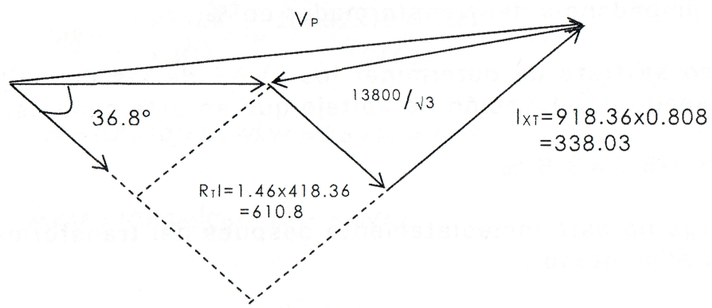
$$\theta = Cos^{-1}0.8 = 36.8°$$

$$Q = \sqrt{8^2+10^2} = 6\ kVAR$$

La caída de tensión:

$$R_T = r\times L = 0.973\times1.5 = 1.46\ \Omega$$

$$X_T = 0.5391\times1.5 = 0.808\ \Omega$$



$$V_p = \sqrt{(V Cos\theta + IR)^2 + (V Sen\theta + IX)^2}$$

$$V_p = \sqrt{(7967.43\ Cos\ 36.8° + 610.8)^2 + (7967.43\ Sen\ 36.8° + 338.33)^2}$$

$$V_p = 8658.77\ V$$

$$\Delta V = 8658.77 - 7967.43 = 691.3\ V$$

$$\Delta V = \frac{691.3}{7967.43}\times100 = 8.6\% > 5\%$$

La elevación del voltaje cuando la carga está inmediatamente después del transformador, se calcula de acuerdo con la expresión:

$$V_R = \frac{kVAR_{Cb}\times Zt}{kVAt}\ (\%)$$

Donde:

kVARCb = Suma de las capacidades de los bancos de capacitares de la carga a la fuente.

kVAt = Potencia nominal del transformador.

Zt = impedancia del transformador en %.

En este caso se trata de determinar los kVAR de los capacitores para un valor deseado de elevación de voltaje que en este caso es:

$V_R = 8.6\text{-}5.0 = 3.6\ \%$

Como la carga no esta inmediatamente después del transformador, sino después del alimentador:

$Z = 1.46 + j0.808 = 1.66\angle 28.96°\ \Omega$

Expresado en %:

$$Z\% = \frac{Z(\Omega)MVA_b}{(kV_b)^2} = \frac{1.66\times 10}{(13.8)^2} = 0.876\angle 28.96°$$

La impedancia total entre el transformador es:

$Z = Zt + Z_L = 8\% + 0.0876 = 8.0876\%$

De la ecuación para V_R:

$$kVAR_C = \frac{kVAt}{Z_C}\times V_R = \frac{10\times 10^3}{8.0876}\times 3.6 = 4451\,kVAR$$

OTRA FORMA:

$$\Delta V = \frac{(kVAR)(X_L)}{10\,kV^2}$$

$$\Delta V = 0.0036\times\frac{13800}{\sqrt{3}} = 286.82$$

$$X_L(\Omega) = \frac{8.0876\times(13.8)^2}{10} = 154.02\,\Omega$$

$$kVAR = \frac{\Delta V\times 10\,kV^2}{X_L(\Omega)} = \frac{286.82\times 10\times(13.8)^2}{154.02} = 3546$$

$$kW = 0.8\times 10 = 8\,kWkW = 0.8\times 10 = 8\,kW$$

$$MVAR = 10\times Sen\left(Cos^{-1}0.8\right) = 6\,MVAR$$

SI SE APLICA LA REGLA DE LOS 2/3

$^2/_3$ x 6 MVAR = 4 MVAR

Se localizan a: $^2/_3$ ($^3/_2$ milla) = 1 milla

Y en el otro caso se tendría:

Si se aplica más de un banco a lo largo del alimentador el tamaño de cada uno de los N bancos es:

$$\text{tamaño de } {}^C/_U \text{ de los N bancos} = {}^2/_{2(2N+1)}\times Q$$

Donde:

Q = kVAR de la carga, en este caso para los datos dados es:

Q = 6 MVAR.

Suponiendo que se usan 2 bancos de capacitores N = 2.

$$\text{tamaño de bancos} = \left[{}^2/_{(2\times 2+1)}\right]\times 6 = 2.4\ MVAR$$

$$MVAR_{TOTALES} = 2\times 2.4 = 4.8\ MVAR$$

Supóngase ahora que son 3 bancos de capacitores N = 3

$$\text{tamaño de bancos} = \left[\frac{2}{(2\times 3+1)}\right]\times 6 = 1.71\,MVAR$$

$$MVAR_{TOTALES} = 3\times 1.71 = 5.13\,MVAR$$

Localización con N = 2

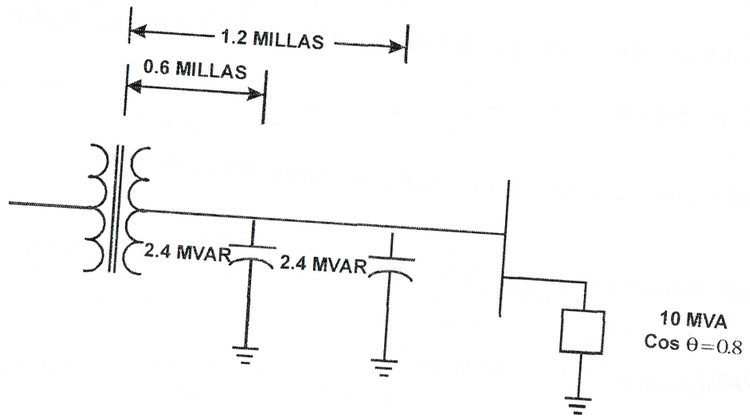
$$\text{Localización} = \left[\frac{n\times 2}{(2N+1)}\right]\times L,$$

L = longitud total del alimentador n = 1, 2 N = 2

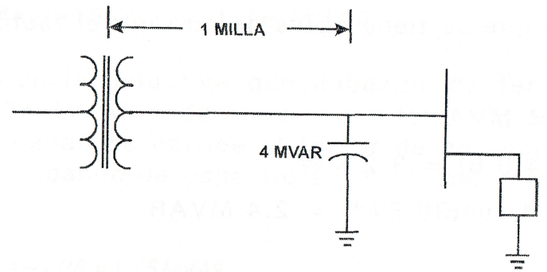
Localización con n = 1:

$$Loc = \left[\frac{1\times 2}{(2\times 2+1)}\right]\times 1.5 = 0.6\ millas$$

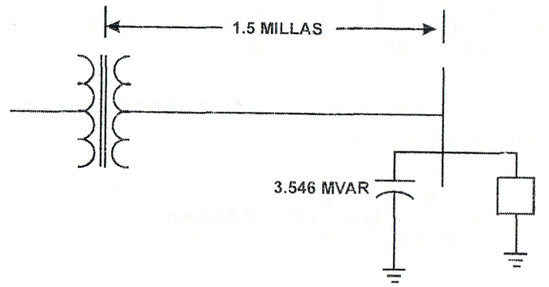
$$Loc = \left[\frac{2\times 2}{(2\times 2+1)}\right]\times 1.5 = 1.2\ millas$$



Con la regla de los 2/3



Con la localización en la carga:



Ejemplo

Un alimentador de 13.8 KV trifásico, alimenta a una carga de 4 MVA cosθ = 0.8(-). El alimentador tiene una longitud de 4 Km y usa conductor No. 1/0 de cobre, se desea corregir el factor de potencia a 0.95(-).

a) Calcular la capacidad del banco de capacitares y su localización.

b) Si se localizara el banco de capacitares en el extremo de la carga, ¿Qué valor tendría?

Supóngase ahora que son 3 bancos de capacitores N = 3

$$\text{tamaño de bancos} = \left[\frac{2}{(2\times 3+1)}\right]\times 6 = 1.71\ MVAR$$

$$MVAR_{TOTALES} = 3\times 1.71 = 5.13\ MVAR$$

Localización con N = 2

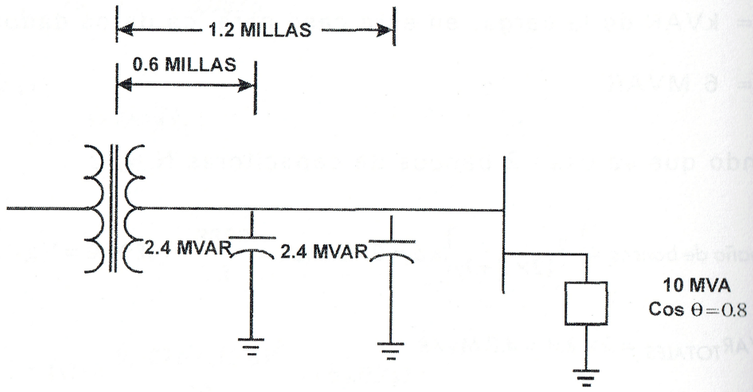
$$\text{Localización} = \left[\frac{n\times 2}{(2N+1)}\right]\times L,$$

L = longitud total del alimentador n = 1, 2 N = 2

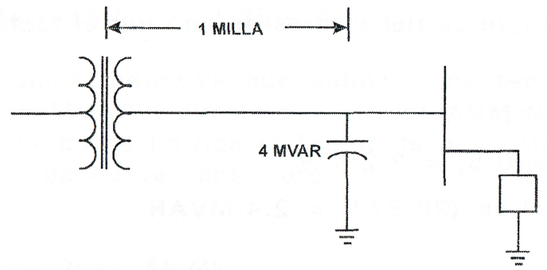
Localización con n = 1:

$$Loc = \left[\frac{1\times 2}{(2\times 2+1)}\right]\times 1.5 = 0.6\ millas$$

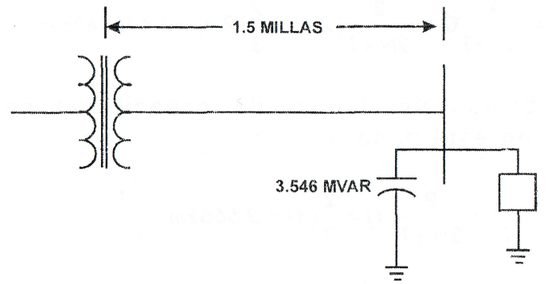
$$Loc = \left[\frac{2\times 2}{(2\times 2+1)}\right]\times 1.5 = 1.2\ millas$$



Con la regla de los 2/3



Con la localización en la carga:



Ejemplo

Un alimentador de 13.8 KV trifásico, alimenta a una carga de 4 MVA cosθ = 0.8(-). El alimentador tiene una longitud de 4 Km y usa conductor No. 1/0 de cobre, se desea corregir el factor de potencia a 0.95(-).

a) Calcular la capacidad del banco de capacitares y su localización.

b) Si se localizara el banco de capacitares en el extremo de la carga, ¿Qué valor tendría?

Solución

a) La carga que se tiene antes de corregir el factor de potencia es de:

S = 4 MVA

P = 4(0.8) = 3.2 MW

Q = 4 sen(36.87°) = 2.4 MVAR

La capacidad del banco de capacitores y su localización óptima se realiza con las siguientes fórmulas, donde N es el número de bancos a instalar, entonces N = 1, y:

$$Q_{BC} = \frac{2}{2N+1} Q = \frac{2}{2N+1}(2.4) = \frac{2}{3}(2.4) = 1.6 MVARcap$$

La localización del banco de capacitores con respecto a la subestación está dada por:

$$l = \frac{2}{2N+1} l = \frac{2}{2N+1}(4) = \frac{2}{3}(4) = 2.666 km$$

Si se localizara el banco de capacitores en el extremo de la carga, para corregir el factor de potencia de la carga a 0.95(-), se produce de la siguiente manera.

La carga a corregir el factor de potencia es:

S = 4 MVA $\cos\theta = 0.8(-)$.

P = 4(0.8) = 3.2 MW

Q = 4sen(36.87°) = 2.4 MVAR

Y se quiere tener $\cos\theta = 0.95(-)$, lo que nos da θ = acos(0.95) = 18.2°

De aquí que MW_2 = 4(0.95) = 3.8 MW

Y Q = 4sen(18.2°) = 1.25 MVAR

Entonces la potencia inductiva que debemos de tener para tener un fp = 0.95 es 1.25 MVAR inductivos. La diferencia de MVAR entre el primer caso y cuando se corrige el factor de potencia, es la potencia que debe tener el banco de capacitores, para poder elevar el factor de potencia.

$$Q_{cap} = 2.4 - 1.25 = 1.15 MVAR$$